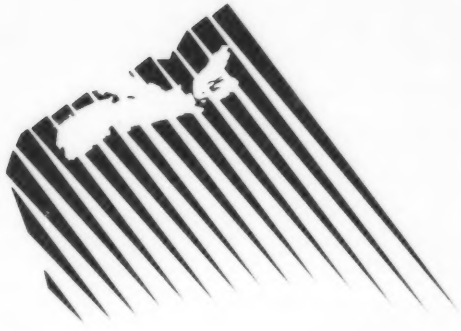


CANADA - NOVA SCOTIA
OFFSHORE PETROLEUM BOARD

1989 – 1990
ANNUAL REPORT

91-01462/

CANADA – NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
6th Floor TD Centre 1791 Barrington Street Halifax Nova Scotia B3J 3K9 Tel 902-422-5588 Fax 902-422-1799

The Honorable Jake Epp, P.C., M.P.
Minister of Energy, Mines and Resources
Government of Canada

June 15, 1990

The Honorable Jack MacIsaac
Minister, Department of Mines and Energy
Government of Nova Scotia

Honorable Ministers:

In accordance with the provisions of the legislation implementing the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord, we, the members of the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board, are pleased to submit the annual report, together with the financial statements of the Board for the fiscal period ending March 31, 1990.

Respectfully Submitted:

Fred V. Weir
Chairman of the Board

D.W. Axford
Board Member

Daniel R. Whelan
Board Member

E.A. Nelson Blackburn
Board Member

P. Carey Ryan
Board Member

Table of Contents

Report of the Chairman / Chief Executive Officer 3

The Board 4

Figure 1 - Area of Board's Jurisdiction 5

Administration and Benefits 6

Rights Management 7

Figure 2 - Offshore Petroleum Rights 8-9

Figure 3 - Significant Discovery Licences Offshore Nova Scotia 10-11

Petroleum Resources 13

Figure 4 - Discoveries Offshore Nova Scotia 12

Operational & Occupational Safety 14

The Cohasset/Panuke Development Project 15

Environmental Safety 16

Financial Statements 17-20

Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board -
Board Members and Senior Staff 21

Report of the Chairman Chief Executive Officer

Fred V. Weir, Chairman & CEO

It is my distinct pleasure to report to the governments of Canada and Nova Scotia on the activities of the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board during the first partial year of operation. This report covers the period from January 6, 1990, when the Board was established, to March 31, 1990, the end of the Board's fiscal year.

The Board would like to acknowledge the fine cooperation extended by the federal Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA) and the provincial Nova Scotia Department of Mines and Energy (NSDME) in facilitating a smooth transfer of their offshore management responsibilities to the Board. The Board also acknowledges the cooperation of industry during the initial operations period. This has allowed the Board to assume its duties in a relatively short period of time.

The first efforts of the Board were directed primarily at administrative duties which included leasing office space in Halifax. These tasks are now complete and the Board and staff are fully operational.

In late December, 1989, LASMO Nova Scotia Ltd. submitted an application to develop and produce oil from the Cohasset and Panuke discoveries offshore Nova Scotia. The Board initiated its review and study of this application in early January of 1990. The Panuke/Cohasset project has an estimated recoverable reserve of 5.6 X 10^6 m^3 (35 million barrels) of very light oil. It will require an investment of $160 million to develop and $405 million (1989 dollars) to operate once on stream in 1992. The proposed project will be a seasonal operation, producing during the seven months of relatively calm offshore weather. During the winter months, production will be shut in and well work overs will be done. It is estimated by the operator that production will be economically viable for about 5 or 6 years.

The Board has initiated public hearings dealing with the environmental and socio-economic aspects of the project. These hearings are scheduled to be concluded in June of this year with the Commissioner's report delivered to the Board by the end of July.

In parallel with the public hearings, the Board staff is making a substantial effort to evaluate the technical aspects of the project. With the environmental, socio-economic and technical analysis complete by the end of July, the Board will submit its Decision Report in respect of the project to the federal and provincial ministers during the first week of August, 1990.

The Board commenced operations at a time when the offshore area of Nova Scotia was being revitalized. A production project, albeit small compared to most offshore developments, is underway, as well as some exploration work scheduled for 1990 and 1991. We anticipate that this trend will continue and future development projects and exploration will be proposed.

As the regulator for the industry activities, the Board will follow a policy of prior discussion, fair judgment, timely responses and professional approaches to all industry applications. Above all, we will strive to maintain a highly credible status with government, industry and the public in all aspects of offshore Nova Scotia activities. The Board is aware of the emphasis placed on maximizing industrial and employment benefits in a socially and environmentally responsible manner to Nova Scotia and Canada, and will work diligently towards this goal.

The following sections of this report summarize the main activities of the Board in its first year. Pursuant to the Accord and the implementing legislation, we have included the financial statements and the Auditors report of the Board's financial activities for the period ending March 31, 1990.

THE BOARD

The Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board was established under the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resourses Accord Implementation Acts. This legislation created a joint management regime for the petroleum resources offshore Nova Scotia with the Board as the agency responsible for the regulation of these resources.

In managing these resources the Board:

- evaluates resource potential;
- administers petroleum exploration and production rights;
- approves offshore exploration, development and production activities;
- approves benefits and development plans.

The Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board consists of five members who are appointed for fixed terms of office. The Government of Nova Scotia and the Government of Canada each appointed two members, one of which is a civil servant. The fifth Board member, the Chairman, has been jointly appointed by both governments.

Standing: Daniel R. Whelan, Board Member; D.W.(Don) Axford, Board Member; P. Carey Ryan, Board Member; J.E. (Jim) Dickey, Secretary of the Board Seated: Fred V. Weir, Chairman & CEO; E.A. Nelson Blackburn, Board Member.

F. V. Weir was appointed Chairman and Chief Executive Officer. As C.E.O., he is responsible for the day to day operations of the Board and its staff in managing the offshore petroleum resources of Nova Scotia. Effective January 6, 1990, the Provincial Government appointed to the Board P. C. Ryan as its civil servant member and E. A. Nelson Blackburn. On the same date the Federal Government appointed to the Board D. R. Whelan as its civil servant member and D. W. Axford.

On January 6, 1990, the Board assumed regulatory responsibility for the Nova Scotia offshore activity from the Canada - Nova Scotia Oil and Gas Board. On January 12, 1990 the first Board Meeting was convened with the Chairman and all Board members in attendance. Subsequent Board Meetings were held on February 15th and March 22nd, 1990

Area of Board's Jurisdiction

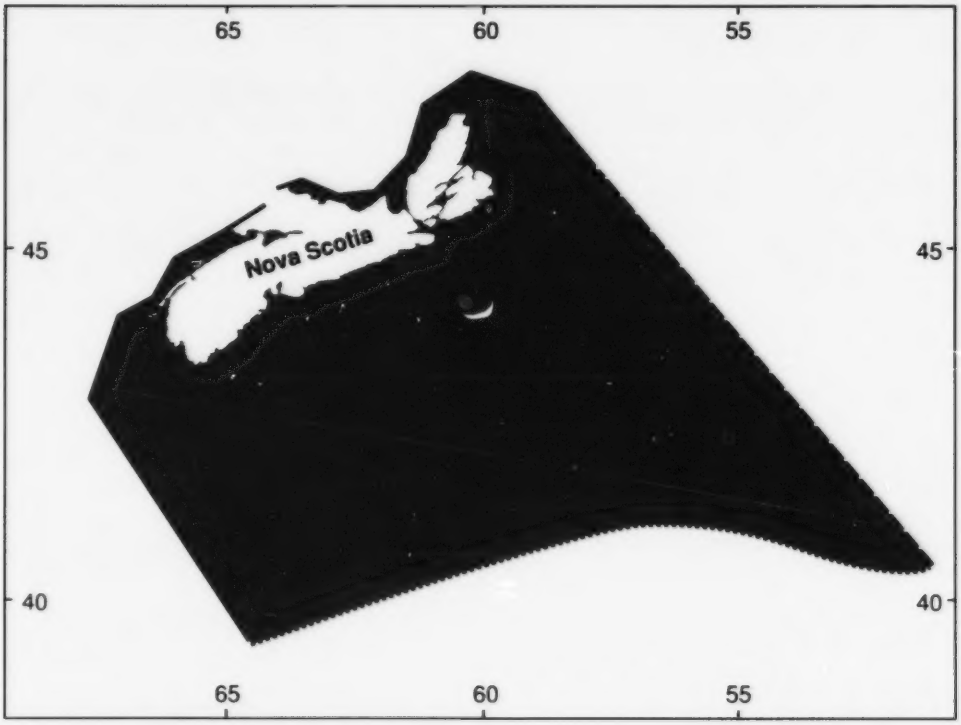


Figure 1

Boundaries of the Offshore Region ———————————

Outer limit of the sovereign rights of mineral resources
(in accordance with article 76 of Draft U.N. Law of the Sea Treaty)
and outer limit of continental margin .....

Administration and Benefits

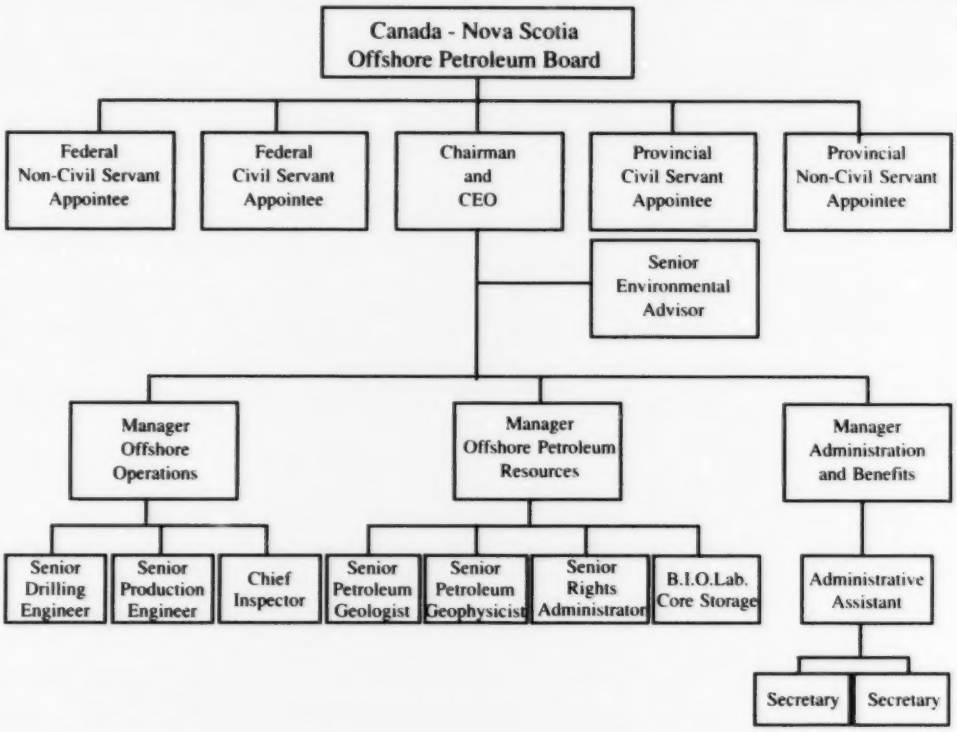
Administration

At the end of the Board's first partial fiscal year, the initial organizational tasks associated with office establishment and staffing were largely completed.

Fully equipped office facilities in Halifax, together with an experienced, professional staff, have enabled the Board to assume its full legislated responsibilities.

Board staff is composed of a blend of experienced industry and government personnel. By design, the number of staff has been kept at a minimum, with the Chairman and C.E.O. having three senior managers and one senior environmental advisor reporting directly to him.

Organizational Chart



Benefits

Article 31 of the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord requires that the Board approve a benefits plan prior to the start of any petroleum resource activity in the Canada – Nova Scotia offshore area.

The Board recognizes the importance of this portion of the Accord and is carefully monitoring ongoing activities to ensure strict compliance with the stated objectives so that Nova Scotians, and all Canadians, continue to secure optimum benefits from all offshore related activities.

In its early operations the Board has utilized the *"Guidelines for Benefits: Approvals and Reports - Nova Scotia, November 1986"* developed by the Canada Oil and Gas Lands Administration, however, with the completion of staffing, efforts are presently underway, on a priority basis, to review, formulate and adopt Benefit Guidelines specifically designed by the Board for Offshore Nova Scotia.

Rights Management

Petroleum Rights

The Board's responsibilities include the issuance and administration of exploration and production rights in the offshore area.

Under federal and provincial legislation implementing the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord, previous interests in oil and gas in the offshore area are replaced or will be replaced by "exploration licences" and "significant discovery licences". Other types of licences that may be issued are "production licences" and "subsurface storage licences".

An exploration licence confers the following rights: the right to explore for, and the exclusive right to drill and test for petroleum; exclusive development rights; and the exclusive right to obtain a production licence. An exploration licence has a limited term, which will generally not exceed nine years.

A significant discovery licence confers the same rights as an exploration licence, but is restricted to a specific area in respect of which a declaration of significant discovery has been made. Such declarations are made by the Board on the successful application of the interest holder. A significant discovery licence normally remains in effect until a production licence is issued for that area.

Areas in respect of which declarations of significant discovery have been made are shown on Figure 3. These comprise 22 parcels totalling 108,913 hectares.

In addition, four blocks totalling 139,407 hectares are subject to exploration rights (Former E.A. 235, 352, 353 and 354 on Figure 2). There are also 3.4 million hectares in the Georges Bank and the St. Pierre/Miquelon areas subject to exploration rights where activity is currently suspended.

No production licences or subsurface storage licences have yet been issued.

Calls for Bids

On February 14, 1990, the Board issued a Call for Bids in respect of a parcel containing about 24,948 hectares located immediately south of the Panuke significant discovery area as shown on Figure 2.

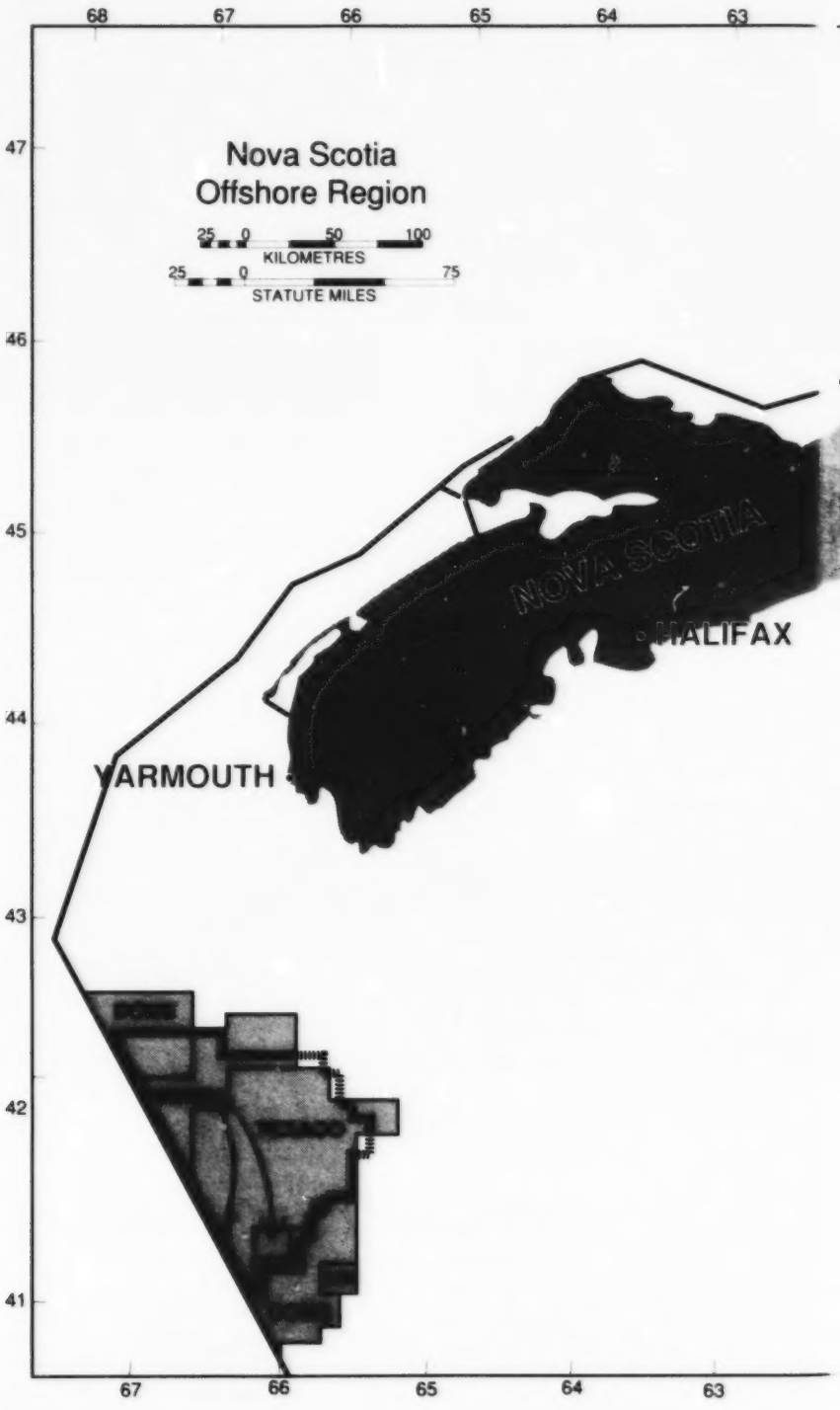
The successful bidder will be issued an exploration licence which will have a term of six years consisting of two consecutive periods of three years each. Bid selection will be based on the total amount of money the bidder commits to expend on exploration of the parcel during the first three year period. The successful bidder must commence the drilling of a well within the first three year period to maintain the exploration licence for the second three year period. Bids will be received until 14:00 A.D.T. on July 5, 1990.

In addition to this Call, the Board has designated June 29, 1990 and December 21, 1990 as closing dates for the submission of nominations of lands to be considered for future Calls for Bids.

OFFSHORE PETROLEUM RIGHTS AS OF MARCH, 1990

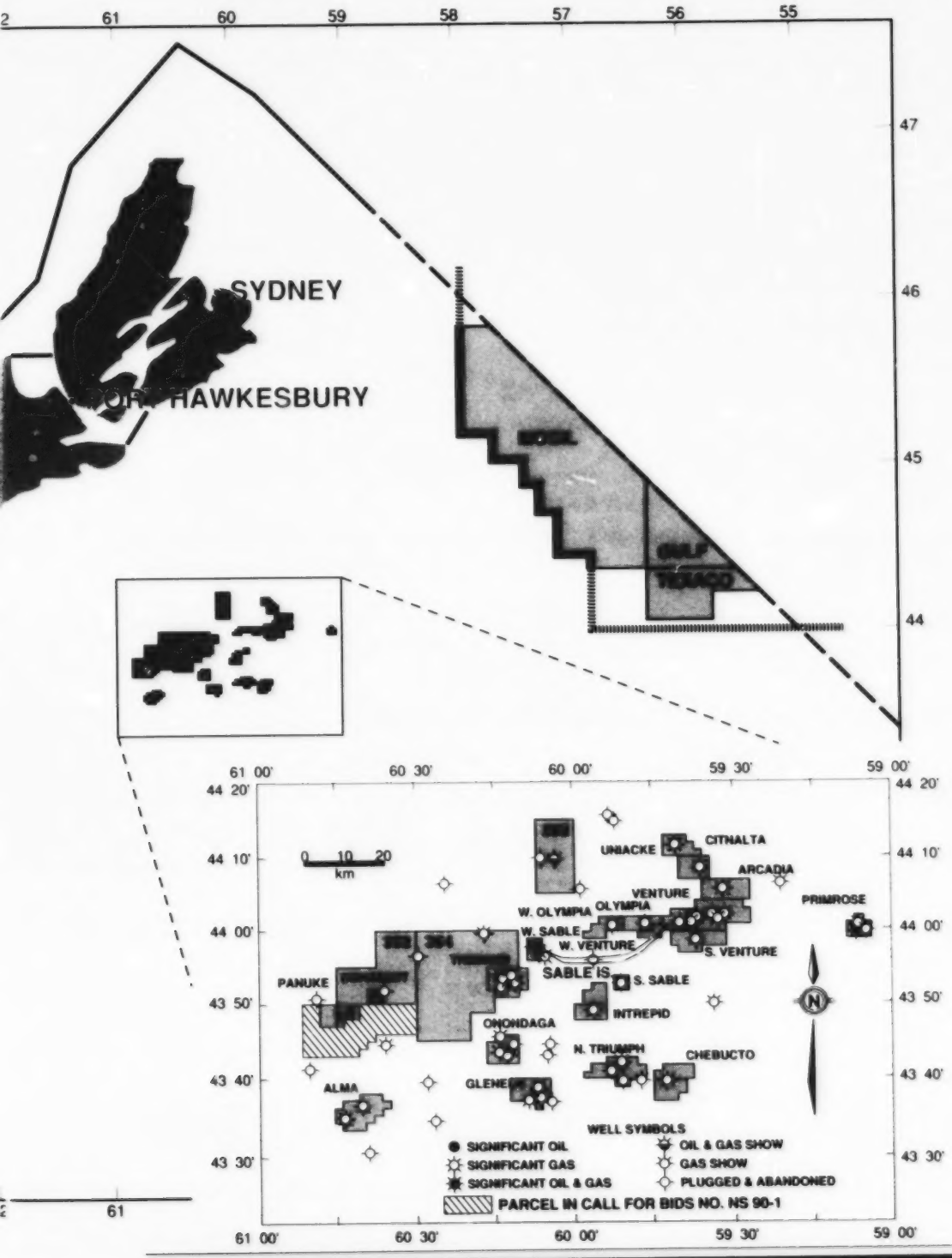
REPRESENTATIVES	FORMER E.A. NO.
Bow Valley Industries Ltd.	235
Lasmo Nova Scotia Limited	352
Nova Scotia Resources (Ventures) Limited	353
Mobil Oil Canada Properties	354

Note:
Unlabelled parcels in the Sable Island area are significant discovery licences. (See Figure 3)

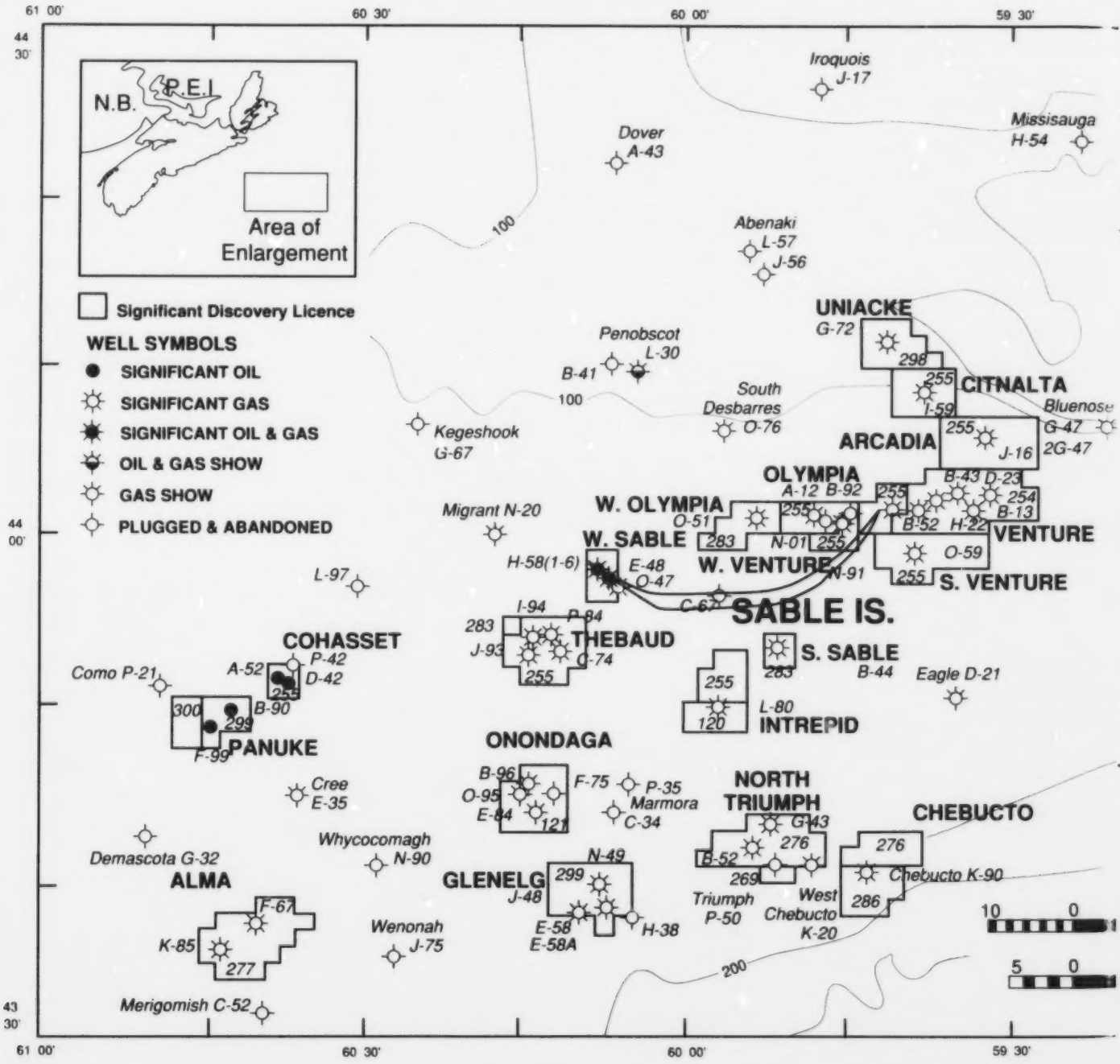


MORATORIUM LAND BOUNDARY

FIGURE 2


SYDNEY
HAWKESBURY
61 00'
60 30'
60 00'
59 30'
59 00'
44 20'
44 10'
44 00'
43 50'
43 40'
43 30'
0 10 20
km
UNIACKE
CITHALTA
ARCADIA
VENTURE
PRIMROSE
W. OLYMPIA
OLYMPIA
W. SABLE
W. VENTURE
S. VENTURE
SABLE IS.
S. SABLE
PANUKE
INTREPID
ONONDAGA
N. TRIUMPH
CHEBUCTO
ALMA
GLENELG
N
WELL SYMBOLS
SIGNIFICANT OIL
SIGNIFICANT GAS
SIGNIFICANT OIL & GAS
OIL & GAS SHOW
GAS SHOW
PLUGGED & ABANDONED
PARCEL IN CALL FOR BIDS NO. NS 90-1

Significant Discovery Licences Offshore Nova Scotia



Significant Discovery Licences Offshore Nova Scotia

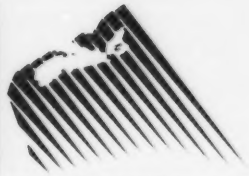
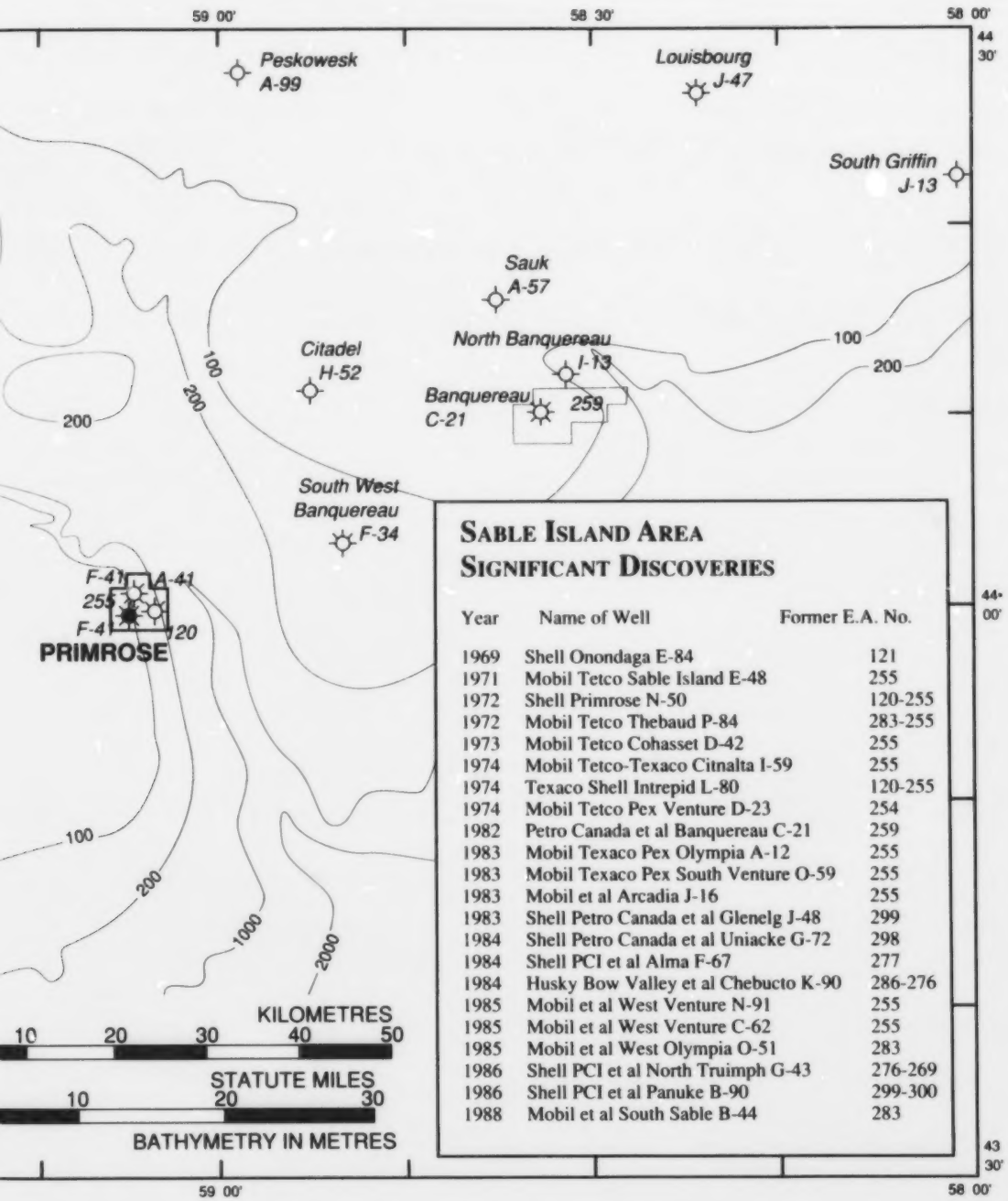
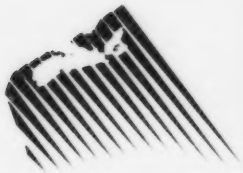


Figure 3



Sable Island Area Significant Discoveries

Year	Name of Well	Former E.A. No.
1969	Shell Onondaga E-84	121
1971	Mobil Tetco Sable Island E-48	255
1972	Shell Primrose N-50	120-255
1972	Mobil Tetco Thebaud P-84	283-255
1973	Mobil Tetco Cohasset D-42	255
1974	Mobil Tetco-Texaco Citnalta I-59	255
1974	Texaco Shell Intrepid L-80	120-255
1974	Mobil Tetco Pex Venture D-23	254
1982	Petro Canada et al Banquereau C-21	259
1983	Mobil Texaco Pex Olympia A-12	255
1983	Mobil Texaco Pex South Venture O-59	255
1983	Mobil et al Arcadia J-16	255
1983	Shell Petro Canada et al Glenelg J-48	299
1984	Shell Petro Canada et al Uniacke G-72	298
1984	Shell PCI et al Alma F-67	277
1984	Husky Bow Valley et al Chebucto K-90	286-276
1985	Mobil et al West Venture N-91	255
1985	Mobil et al West Venture C-62	255
1985	Mobil et al West Olympia O-51	283
1986	Shell PCI et al North Truimph G-43	276-269
1986	Shell PCI et al Panuke B-90	299-300
1988	Mobil et al South Sable B-44	283



Discoveries Offshore Nova Scotia

Figure 4

Name of Well	Latitude Longitude	Drilling Unit	Spudded/ Terminated	Status/ Results	Total Depth (Metres)
Shell Onondaga E-84	43°43'16" N 60°13'17"W	Sedneth 1	01-09-69 11-11-69	P&A Gas	3,988
Mobil-Tetco Sable Island E-48	43°57'20" N 60°07 24"W	Peter Bawden Rig No. 14	28-05-71 15-10-71	P&A Gas, Oil & Condensate	3,603
Shell Primrose N-50	43°59'48" N 59°06'52"W	Sedco H	14-03-72 21-04-72	P&A Gas, Oil & Condensate	1,714
Mobil Tetco Thebaud P-84	43°53'60" N 60°12'19"W	Sedco H	08-07-72 13-10-72	P&A Gas & Condensate	4,115
Mobil Tetco CohassetD-42	43°51'07" N 60°37'14"W	Sedco J	27-04-73 16-07-73	P&A Oil	4,274
Mobil-Tetco-Texaco Citnalta I-59	44°08'43" N 59°37'32"W	Sedco J	04-02-74 29-04-74	P&A Gas & Condensate	4,575
Texaco- Shell Intrepid L-80	43°49'36" N 59°56'44"W	Sedco J	18-05-74 15-08-74	P&A Gas & Condensate	4,162
Mobil Tetco Pex Venture D-23	44°02'15" N 59°34'25"W	Gulftide	28-11-78 16-06-79	P&S Gas & Condensate	4,945
Petro Canada et al Banquereau C-21	44°01'08" N 58°34'00"W	Bow Drill I	02-12-81 01-08-82	P&A Gas & Condensate	4,991
Mobil Texaco Pex Olympia A-12	44°01'03" N 59°46'44"W	Zapata Scotian	23-04-82 10-01-83	P&A Gas & Condensate	6,064
Mobil Texaco Pex South Venture O-59	43°58'53" N 59°38'08"W	Rowan Juneau	29-04-82 03-01-83	P&S Gas & Condensate	6,176
Mobil et al Arcadia J-16	44°05'44" N 59°31'58"W	Zapata Scotian	27-01-83 19-07-83	P&A Gas & Condensate	6,005
Shell Petro Canada et al Glenelg J-48	43°37'39" N 60°06'25"W	Sedco 709	22-02-83 07-11-83	P&A Gas & Condensate	5,253
Shell Petro Canada et al Uniacke G-72	44°11'29" N 59°41'10"W	Vinland	09-05-83 04-04-84	P&A Gas & Condensate	5,735
Shell PCI et al Alma F-67	43°36'18" N 60°39'57"W	Sedco 709	02-12-83 05-07-84	P&A Gas & Condensate	5,054
Huskey Bow Valley et al Chebucto K-90	43°39'25" N 59°42'44"W	Bow Drill II	06-01-84 03-08-84	P&A Gas & Condensate	5,234
Mobil et al West Venture N-91	44°00'46" N 59°44'27"W	Zapata Scotian	19-04-84 04-08-85	P&A Gas & Condensate	5,547
Mobil et al West Venture C-62	44°01'03" N 59°40'01"W	Rowan Juneau	19-05-84 14-03-85	P&A Gas & Condensate	5,522
Mobil et al West Olympia O-51	44°00'48" N 59°53'04"W	Rowan Gorilla I	23-06-85 09-11-85	P&A Gas & Condensate	4,816
Shell PCI et al North Truimph G-43	43°42'19" N 59°51'23"W	Sedco 709	26-09-85 31-01-86	P&A Gas & Condensate	4,504
Shell PCI et al Panuke B-90	43°49'12" N 60°42'35"W	Vinland	06-08-86 23-09-86	P&A Oil	3,425
Mobil et al South Sable B-44	43°53'06" N 59°51'41"W	Rowan Gorilla I	27-03-88 08-07-88	P&A Gas & Condensate	5,208

PETROLEUM RESERVES

The most recent exploration drilling activity was the completion of the Mobil et al. South Sable B-44 Well in 1988. The well was drilled to a depth of 5208 metres in an attempt to increase the quantity of proven gas reserves in both normal and over pressured reservoirs. The South Sable prospect became the twenty-second and most recent significant discovery in the Nova Scotia offshore area. (Fig. 4). Based on calculations of the twenty two significant discoveries, the total discovered resource at the best current estimate by Canada Oil and Gas Lands Administration is:

- gas: $162 \times 10^9 m^3$ (5.7 Tcf), and
- oil & condensate: $22.9 \times 10^6 m^3$ (144 million barrels)

At median expectation the total recoverable gas resource for the entire Scotian Shelf and Slope is estimated to be $512.4 \times 10^9 m^3$ (18.1 Tcf).
The estimate of the total oil and condensate resource, at median expectation is $171.1 \times 10^6 m^3$ (1076 million barrels).

CURRENT ACTIVITY

In addition to submissions related to the Cohasset/Panuke Development, the Board has approved two exploration well site seabed surveys (as of March 31st), is reviewing three separate applications to conduct Geophysical/Geological programs, and is evaluating a Drilling Program Application from Lasmo Nova Scotia Limited which calls for the drilling of at least one exploratory well early in 1991in the area of former E.A. 352 (see figure 2).

INFORMATION STORAGE

The Board is in the process of establishing a memorandum of understanding with the Canada Oil and Gas Lands Administration whereby, COGLA, at their Bedford Institute of Oceanography office, will provide storage, curation and public viewing facilities and services to the Board for geological and geophysical reports and records and well history reports, records and well materials.

Operational and Occupational Safety

The Board is responsible for ensuring that all operations in the offshore region are undertaken safely, that the environment is protected and that the resource is produced efficiently. This is achieved by requiring operators to adhere to the legislation and regulations prepared by the governments of Canada and Nova Scotia and to other conditions established by the Board.

Legislative Framework

Prior to any activity related to the exploration for, or the production of petroleum in the offshore, the Board must approve the activity. The approvals required for exploratory and development operations are outlined below:

- Exploratory Wells

  Operators must obtain, prior to any exploratory well being drilled offshore Nova Scotia, a Drilling Program Authorization (DPA). Before issuing this, the Board examines the Mobile Drilling Unit (MODU) to be used, the contingency plans to protect personnel and the environment in case of an accident, the qualifications of the crew and other matters to ensure the operations can be carried out safely. The Board also requires a Certifying Authority (CA), an independent agency with technical expertise, to certify that the MODU is fit for its intended service and that it meets regulatory requirements.

  In addition, each well requires a separate Approval to Drill a Well (ADW). Before issuing an ADW, the Board examines the specific well design and well drilling procedures to ensure they can be conducted safely and that they comply with the regulations.

- Development Activity

  Before the development of a discovery, the proponent must submit a development application with theBoard. The major points this plan addresses are the proposed method and timing of production development, alternative development methods, potential environmental socio-economic impacts and contingency plans.

  As with exploratory drilling, individual approvals are required for the various phases of the development. The production installation is examined to ensure it is fit for its intended service and, as in the DPA, a CA is required to provide a certificate stating it is fit for service and complies with the regulations. Again, each well requires specific approval before it is drilled.

- Other Activities

  Other activities that are undertaken to explore for or produce petroleum in the offshore region each require an individual approval. The activities include geophysical or geological work and diving operations.

Public Hearings

The Board has the authority, or can be directed by the governments of Canada and Nova Scotia, to conduct a public hearing on any matter related to offshore operations. For all proposed development projects, the Board intends to conduct such hearings in order to obtain the public's input for consideration in the Board's decision.

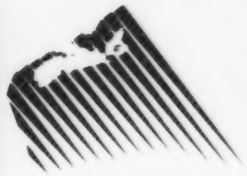
Inspection

The Board will undertake periodic inspections of offshore activities to monitor compliance with the Board's requirements. These inspections will focus on occupational safety and health, drilling and production procedures, emergency response capability, environmental protection and resource conservation.

Consultation

The Board recognizes the importance of consultation with industry and other stakeholders regarding the terms and conditions for offshore operations. Such consultation is important to provide a healthy atmosphere for development of a regulatory regime that will provide for the safe and efficient exploration for and development of the petroleum resources offshore Nova Scotia.

The Cohasset/Panuke Development Project



On December 20, 1989, LASMO Nova Scotia Limited on behalf of itself and its partner Nova Scotia Resources (Ventures) Limited, submitted a Development Application for the Cohasset and Panuke Oil Fields. These fields are located approximately 40 km south west of Sable Island and are estimated by the operator to contain an estimated 5.6 x 10^6 m^3 (35 million barrels) of recoverable oil. The oil is extremely light by world standards and has characteristics similar to a conventional condensate.

The characteristics of this oil, the shallow water depth and ice free conditions allow these fields to be produced using conventional offshore technology.

The Project

LASMO plans to utilize a converted jack-up rig as the production platform located at the Cohasset field. There will be five (5) production wells and two (2) water injection wells drilled through a well head platform at Cohasset. The Panuke field will have three (3) production wells and one (1) injection well drilled through an unmanned well head platform. Subsea flow lines and control lines will connect these wells to the Cohasset production facility.

The production facility will be sized to handle 4800 m^3 (30 thousand barrels) of oil per day, and 6400 m^3 (40 thousand barrels) of associated water per day. It will separate the water from the oil and provide water injection facilities. The oil will be pumped to a storage tanker moored approximately 3 km away and a shuttle tanker will transport the oil to market.

The planned production rates for these fields are approximately 950 X 10^3 m^3 (6 million barrels) of oil per year, during the seven (7) months of the year which the fields will be operational. It is anticipated the production life for the fields will be six (6) years.

Estimated costs for this project are $160 million capital costs and operating costs of $405 million (1989dollars) over the six (6) years. To reduce the financial risk to the proponents, the major facilities such as the jack-up and the tankers will be leased.

Although this is a modest project by world standards it is a good first development project for the Board to regulate. Its small size and conventional technology will provide the Board an opportunity to refine its regulatory procedures prior to addressing larger, more technically complex projects.

Public Review

The Board is currently reviewing LASMO's Application. As part of its review, the Board has appointed a Commissioner, Mr. J. R. Pat Ellis, to conduct an independent assessment of the environmental and socio-economic implications of the proposed project. This is a public review and it is anticipated that the Commissioner's report and recommendations will be submitted to the Board by the end of July 1990.

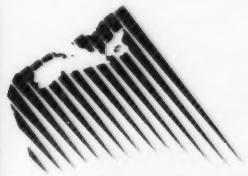
MONITORING

The Board requires offshore operators to monitor weather and sea conditions. This information is used to support frequent forecasts of conditions at drilling sites which in turn are used to determine operational and aviation requirements. It also provides essential data for the design of future production facilities. In the event of a major oil spill, this information is critical in supporting containment activities.

CONTINGENCY PLANS

Proponents of offshore activity must submit plans detailing the timing and location of their proposed activities as well as the nature of potential discharges of residual materials into the marine environment. The Board reviews the plans and consults with other government agencies to ensure that these activities neither adversely affect the marine environment nor interfere with other activities that depend upon that environment.

In order to ensure that operators are prepared to cope with offshore emergencies during drilling and production, they are required to prepare comprehensive contingency plans and submit them to the Board for approval. These plans cover emergencies arising from injury to personnel, loss of support craft or helicopters, fire, damage to rig, encroachment of ice or unauthorized vessels, loss of well control, and oil spills. The Board requires that the operators conduct a field practice exercise of oil spill countermeasures at least once a year when drilling offshore.



Deloitte & Touche

Deloitte & Touche
Chartered Accountants

Suite 204
Royal Bank Tower
202 Brownlow Avenue
P.O. Box 23
Dartmouth, Nova Scotia
B2Y 3Y2

Telephone (902) 468-2000
Telecopier (902) 468-2319

AUDITORS' REPORT

To the Members of
Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board

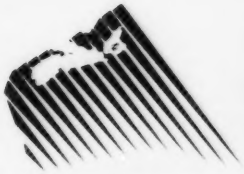
We have examined the balance sheet of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board as at March 31, 1990 and the statement of revenue and expenditure for the period then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these financial statements present fairly the financial position of the Board as at March 31, 1990 and the results of its operations for the period then ended in accordance with generally accepted accounting principles.

Deloitte & Touche

Chartered Accountants

April 27, 1990



Financial Statements

Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board
Notes to the Financial Statements
Three months ended March 31, 1990

Purpose of Organization

The Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board was formed in January 1990 to administer the relevant provisions of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Acts enacted by the Parliament of Canada and the Legislature of Nova Scotia. The Board is funded by both the Federal and Provincial governments with equal contributions.

Significant Accounting Policies

The financial statements have been prepared in accordance with generally accepted accounting principles (GAAP). The following policy has been adopted by the Board where alternatives are available under GAAP.

Equipment

Equipment is charged to operations in the year of acquisition.

Deferred Revenue

Operating grants received in excess of Board expenditure are credited to deferred revenue.

Commitment

The Board leases office space under the terms of an operating lease expiring in December 1994, the annual rental for which is $95,334.

Tax-Exempt Status

The Board is a non-profit organization and is therefore exempt from income tax.

BALANCE SHEET

Canada-Nova Offshore Petroleum Board
Balance Sheet
March 31, 1990

Assets	
Current Assets	
Cash	$134,049
Interest Receivable	1,407
Prepaid Expenses	10, 237
	$145,693
Liabilities	
Current Liabilities	
Accounts payable and accrued charges	$95,151
Deferred revenue (Note 3)	50,542
	$145,693

Approved by the Board

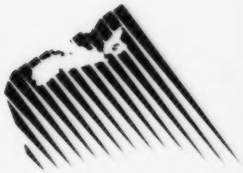
Director

Director

STATEMENT OF REVENUE AND EXPENDITURE

Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board
Statement of Revenue and Expenditure
Three months ended March 31, 1990

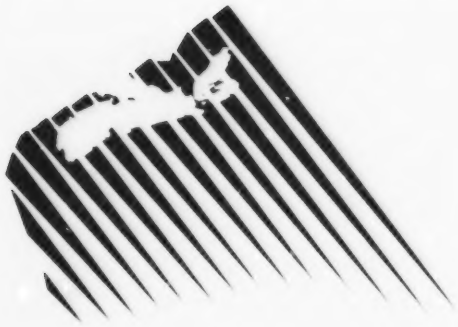
Revenue		
Operating grants-	Government of Canada	$220,245
	Government of Nova Scotia	220,245
		440,490
Interest		2,691
		443,181
Expenditure		
Personnel		144,604
Premises		11,859
Travel		17,113
Equipment		179,588
General		90,017
		443,181
Excess of Revenue Over Expenditure		$_____



Canada – Nova Scotia Offshore Petroleum Board

Board Members	Fred V. Weir,	Chairman of the Board
	D.W.(Don) Axford,	Board Member
	P. Carey Ryan,	Board Member
	E.A. Nelson Blackburn,	Board Member
	Daniel R. Whelan,	Board Member

Senior Staff	Fred V. Weir, B.Eng.,	Chief Executive Officer
	J.E. (Jim) Dickey, LL.B.,	Manager, Administration & Benefits Secretary of the Board
	C. Andrew Parker, P.Eng.,	Manager, Offshore Operations
	S.F. (Steve) Bigelow,B.Eng.,	Manager, Offshore Petroleum Resources
	R.H. (Bob) Bailey, Ph.D.	Senior Environmental Advisor



COMMISSION
CANADA - NOUVELLE - ÉCOSSE
DES PÉTROLES SOUS-MARINS

RAPPORT ANNUEL
1989 – 1990

CANADA – NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
6th Floor TD Centre 1791 Barrington Street Halifax Nova Scotia B3J 3K9 Tel 902-422-5588 Fax 902-422-1799

L'honorable Jake Epp, P.C., M.P.
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Gouvernement du Canada

le 15 juin 1990

L'honorable Jack MacIsaac
Ministre, ministère des Mines et de l'Énergie
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse

Messieurs les Ministres,

En vertu des stipulations de la loi de mise en application de l'Accord Canada/Nouvelle-Écosse sur les ressources pétrolières sous-marines, nous, les membres de la Commission Canada/Nouvelle-Écosse des pétroles sous-marins, sommes heureux de soumettre le rapport annuel, accompagné des états financiers de la Commission, pour l'exercice financier se terminant le 31 mars 1990.

Respectueusement,

Fred V. Weir
Président de la Commission

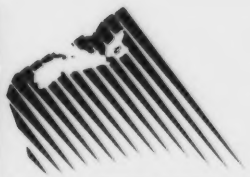
D.W. Axford
Membre de la Commission

Daniel R. Whelan
Membre de la Commission

E.A. Nelson Blackburn
Membre de la Commission

P. Carey Ryan
Membre de la Commission

TABLE DES MATIÈRES



Rapport du président et administrateur en chef 3

La Commission 4

Figure 1 - Zone de juridiction de la Commission 5

Administration et avantages 6

Gestion des droits 7

Figure 2 - Droits concernant les pétroles sous-marins. 8-9

Figure 3 - Permis relatifs à la découverte d'un gisement important, zone sous-marine de Nouvelle-Écosse 10-11

Ressources pétrolières 13

Figure 4 - Découvertes de gisements, zone sous-marine de Nouvelle-Écosse 12

Sécurité opérationnelle et professionnelle 14

Le projet d'exploration et d'exploitation Cohasset/Panuke 15

Protection de l'environnement 16

États financiers 17-20

Commission Canada/Nouvelle-Écosse des pétroles sous-marins
Membres et personnel supérieur de la Commission 21

RAPPORT DU PRÉSIDENT ET ADMINISTRATEUR EN CHEF

Fred V. Weir, président et administrateur en chef

J'ai le grand plaisir de présenter aux gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse le rapport des activités de la Commission Canada/Nouvelle-Écosse des pétroles sous-marins, pour la première année partielle de son fonctionnement. Ce rapport couvre la période allant du 6 janvier 1990, date d'établissement de la Commission, au 31 mars 1990, date de la fin de l'exercice financier de la Commission.

La Commission aimerait exprimer sa reconnaissance à l'Administration des gisements de pétrole et de gaz naturel du Canada (gouvernement fédéral) et au ministère provincial des Mines et de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, pour l'aide que ces organismes lui ont apportée lors du transfert des responsabilités de gestion des ressources sous-marines. La Commission remercie également l'industrie de sa coopération au cours de la période d'opération initiale; cette coopération a permis à la Commission d'assumer ses fonctions dans des délais relativement brefs.

Les premiers efforts de la Commission ont dû être principalement consacrés au règlement de questions administratives, y compris la location de bureaux à Halifax. Ces tâches sont maintenant accomplies et le personnel peut fonctionner à plein rendement.

À la fin de décembre 1989, la compagnie LASMO Nova Scotia Ltd. a déposé une demande pour l'exploration et l'exploitation des gisements de pétrole sous-marins découverts dans les zones de Cohasset et de Panuke, au large de la Nouvelle-Écosse. La Commission a commencé l'étude de cette demande au début de janvier 1990. Le projet Panuke/Cohasset porte sur une réserve récupérable de pétrole très léger, que l'on estime à $5,6 \times 10^6$ m^3 (35 millions de barils). Ce projet exigera un investissement de 160 millions de dollars pour l'exploration et de 405 millions de dollars pour l'exploitation (en dollars 1989) pour fonctionner, une fois lancé, en 1992. Le projet tel que proposé sera une opération saisonnière : l'exploitation se fera pendant les sept mois durant lesquels les conditions atmosphériques sont relativement bonnes en haute mer. Pendant les mois d'hiver, la production sera arrêtée et les ouvertures de puits fermées. Les exploitants estiment que la production sera économiquement viable pour une période de 5 ou 6 ans.

La Commission a ouvert des débats publics sur les aspects environnementaux et socio-économiques du projet. Ces débats sont prévus se terminer en juin de cette année et le rapport du commissaire devrait être présenté à la Commission d'ici la fin de juillet.

Parallèlement aux débats publics, le personnel de la Commission s'efforce d'évaluer les aspects techniques du projet. L'analyse des aspects environnementaux, socio-économiques et techniques sera terminée d'ici la fin de juillet, et la Commission présentera aux deux ministres, fédéral et provincial, son rapport de décision relativement au projet, au cours de la première semaine d'août 1990.

La Commission a commencé à fonctionner au moment où la prospection des gisements sous-marins de Nouvelle-Écosse était en pleine revitalisation. Un projet d'exploitation, bien que modeste comparé à la plupart des exploitations sous-marines, est en train de prendre corps, ainsi que d'autres travaux de prospection prévus pour 1990 et 1991. Nous espérons que cette tendance continuera et que d'autres projets d'exploration et de prospection seront proposés.

En tant que régulateur des activités de l'industrie, la Commission se propose de suivre la politique suivante pour tout ce qui touche à l'industrie : discussions préalables, jugements équitables, réponses sans délai, approche professionnelle. Avant tout, nous nous efforcerons d'établir une réputation de grande crédibilité dans nos rapports avec le gouvernement, l'industrie et le public, en ce qui concerne tous les aspects de l'exploration sous-marine en Nouvelle-Écosse. La Commission comprend combien il est important que les avantages pour l'industrie et la main-d'œuvre atteignent un rendement maximum tout en ne portant aucun préjudice social ou environnemental à la Nouvelle-Écosse et au Canada, et ses efforts viseront à réaliser cet objectif.

Les sections qui suivent résument les principales activités de la Commission au cours de sa première année d'existence. Conformément à l'Accord et à la loi de mise en application, le rapport est accompagné des états financiers et du rapport des auditeurs relatifs aux activités financières de la Commission, pour la période se terminant le 31 mars 1990.

La Commission

La Commission Canada/Nouvelle-Écosse sur les pétroles sous-marins a été créée en vertu de la loi de mise en application de l'Accord sur les ressources pétrolières sous-marines. Cette législation a permis la création d'un régime de gestion conjointe des ressources pétrolières sous-marines de Nouvelle-Écosse, la Commission étant l'organisme responsable de la réglementation de ces ressources.

Dans le cadre de la gestion de ces ressources, la Commission :

- évalue le potentiel des ressources;
- administre les droits de prospection et d'exploitation des gisements de pétrole;
- donne son accord pour les activités de prospection, d'exploration et d'exploitation sous-marines;
- approuve les plans des avantages et de l'exploitation.

La Commission Canada/Nouvelle-Écosse des pétroles sous-marins est formée de cinq membres nommés pour un mandat d'une durée établie. Le gouvernement du Canada et le gouvernement de la Nouvelle-Écosse ont nommé deux membres chacun, l'un des deux étant un fonctionnaire. Le cinquième membre, le président, a été nommé conjointement par les deux gouvernements.

Debout : Daniel R. Whelan, membre de la Commission; D.W. (Don) Axford, membre de la Commission; P. Carey Ryan, membre de la Commission; J.E. (Jim) Dickey, secrétaire de la Commission. Assis : Fred V. Weir, président et administrateur en chef; E.A. Nelson Blackburn, membre de la Commission.

F.V. Weir a été nommé président et administrateur en chef. Comme administrateur en chef, il est responsable de la bonne marche des opérations journalières de la Commission, ainsi que du personnel, dans le cadre de la gestion des ressources pétrolières sous-marines de Nouvelle-Écosse. À compter du 6 janvier 1990, le gouvernement provincial a nommé à la Commission P.C. Ryan (membre fonctionnaire) et E.A. Nelson Blackburn. À la même date, le gouvernement fédéral a nommé à la Commission D.R. Whelan (membre fonctionnaire) et D.W. Axford.

Le 6 janvier 1990, la Commission a assumé la responsabilité de la réglementation des activités relatives aux gisements sous-marins de Nouvelle-Écosse; cette responsabilité était auparavant assumée par la Commission Canada/Nouvelle-Écosse des gisements de pétrole et de gaz naturel. Le 12 janvier 1990, les membres et le président de la Commission se sont réunis pour la première fois. Deux autres réunions ont eu lieu le 15 février et le 22 mars 1990.

Zone de juridiction de la Commission

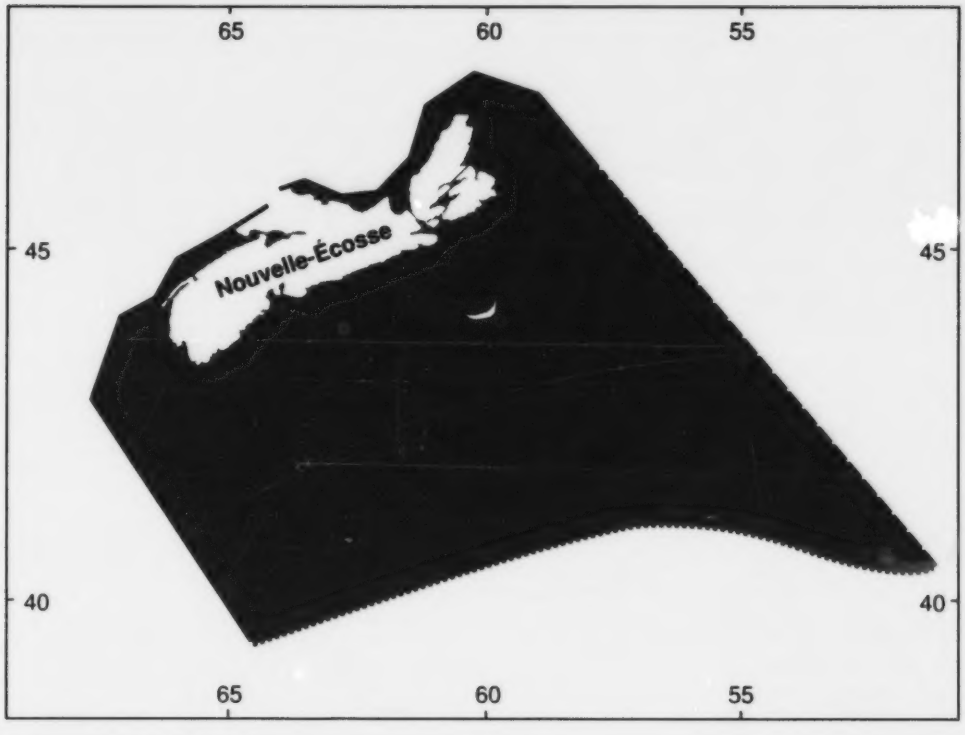


Figure 1

Limites de la zone sous-marine

Limites extérieures des droits de souveraineté des ressources minérales(conformément à l'article 76 du projet de la Convention des Nations Unies sur le Droit de la Mer) et rebord externe de la marge continentale

ADMINISTRATION ET AVANTAGES

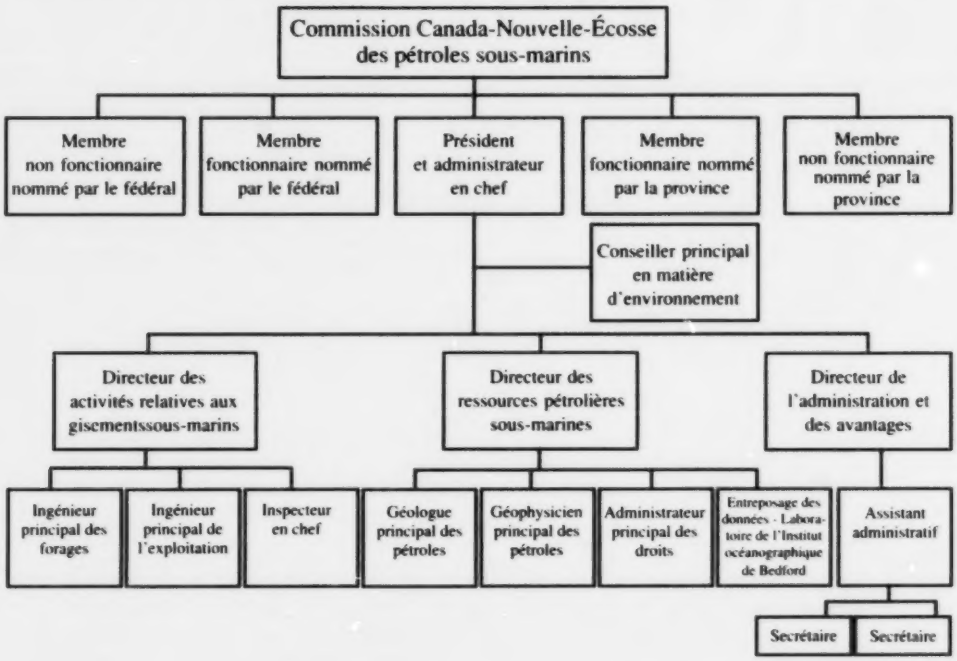
ADMINISTRATION

À la fin du premier exercice financier de la Commission, l'organisation initiale du travail (installation des bureaux, engagement du personnel) était presque totalement complétée.

Grâce à ses bureaux d'Halifax entièrement équipés et à son personnel professionnel expérimenté, la Commission a pu rapidement être en mesure d'assumer pleinement ses responsabilités légales.

Le personnel de la Commission est composé de personnes expérimentées venant de l'industrie et du gouvernement. Il est, à dessein, réduit au minimum; il est dirigé par le président et administrateur en chef, assisté de trois directeurs cadres et d'un conseiller principal en matière d'environnement.

TABLEAU DE L'ORGANISATION


Commission Canada-Nouvelle-Écosse des pétroles sous-marins
Membre non fonctionnaire nommé par le fédéral
Membre fonctionnaire nommé par le fédéral
Président et administrateur en chef
Membre fonctionnaire nommé par la province
Membre non fonctionnaire nommé par la province
Conseiller principal en matière d'environnement
Directeur des activités relatives aux gisementssous-marins
Directeur des ressources pétrolières sous-marines
Directeur de l'administration et des avantages
Ingénieur principal des forages
Ingénieur principal de l'exploitation
Inspecteur en chef
Géologue principal des pétroles
Géophysicien principal des pétroles
Administrateur principal des droits
Entreposage des données - Laboratoire de l'Institut océanographique de Bedford
Assistant administratif
Secrétaire
Secrétaire

AVANTAGES

Selon l'article 31 de l'Accord Canada/Nouvelle-Écosse sur les ressources pétrolières sous-marines, la Commission doit approuver un plan des avantages avant que toute activité de prospection, d'exploration et d'exploitation des pétroles de la zone sous-marine de la juridiction de la Commission Canada/Nouvelle-Écosse puisse être entreprise.

La Commission comprend bien l'importance de cet aspect de l'Accord; elle assure un contrôle soigneux des activités, garantissant leur conformité aux objectifs établis, afin que les Néo-Écossais et tous les Canadiens continuent à tirer le maximum d'avantages de toutes les activités relatives aux gisements sous-marins.

À ses débuts, la Commission s'est basée sur les *"Guidelines for Benefits: Approvals and Reports - Nova Scotia, November 1986"* (Directives concernant les avantages : approbations et rapports - Nouvelle-Écosse, novembre 1986) établies par l'Administration des gisements de pétrole et de gaz naturel du Canada. Toutefois, maintenant que son personnel est au complet, une des priorités de la Commission sera d'étudier, d'élaborer et d'adopter des directives concernant les avantages, qui soient spécifiquement adaptées aux besoins de la Commission pour les gisements sous-marins de Nouvelle-Écosse.

DROITS PÉTROLIERS

Les responsabilités de la Commission comprennent la délivrance et l'administration des droits de prospection, d'exploration et d'exploitation pour la zone sous-marine de sa juridiction.

Dans le cadre de la législation fédérale et provinciale de mise en application de l'Accord Canada/Nouvelle-Écosse sur les ressources pétrolières sous-marines, les anciens permis relatifs aux gisements de pétrole et de gaz naturel de la zone sous-marine seront remplacés par des "permis de prospection et d'exploration" et des "permis relatifs à la découverte d'un gisement important". Les autres permis susceptibles d'être délivrés sont des "permis d'exploitation" et des "permis d'entreposage sous-marin".

Un permis de prospection et d'exploration comporte les droits suivants : le droit de prospecter et le droit exclusif de forer et d'effectuer des tests en vue de trouver du pétrole, les droits exclusifs d'exploration et le droit exclusif d'obtenir un permis d'exploitation. Les permis de prospection et d'exploration sont délivrés pour une durée limitée, laquelle en général n'excède pas neuf ans.

Un permis relatif à la découverte d'un gisement important comporte les mêmes droits qu'un permis de prospection et d'exploration, mais il est limité à une zone spécifique au sujet de laquelle une déclaration de découverte d'un gisement important a été faite. La Commission se charge de faire de telles déclarations, sur demande du titulaire de la découverte, quand celle-ci a été approuvée. Les permis relatifs à la découverte d'un gisement important demeurent généralement en vigueur jusqu'à la délivrance d'un permis d'exploitation pour la zone en question.

Les zones pour lesquelles une déclaration de découverte d'un gisement important a été faite apparaissent à la figure 3. Il s'agit de 22 parcelles représentant un total de 108.913 hectares.

Par ailleurs, quatre secteurs représentant un total de 139.407 hectares font l'objet d'un permis de prospection et d'exploration (les anciens accords de prospection et d'exploration 235, 352, 353 et 354 de la figure 2). Il existe également 3,4 millions d'hectares dans les secteurs de Georges Bank et de Saint-Pierre-et-Miquelon, pour lesquels des droits de prospection et d'exploration ont été accordés et où les activités sont pour le moment suspendues.

Aucun permis d'exploitation ou de permis d'entreposage sous-marin n'a encore été délivré.

APPELS D'OFFRES

Le 14 février 1990, la Commission a lancé un appel d'offres relativement à une parcelle d'environ 24.948 hectares, située juste au sud de la zone de découverte du gisement important de Panuke (voir figure 2).

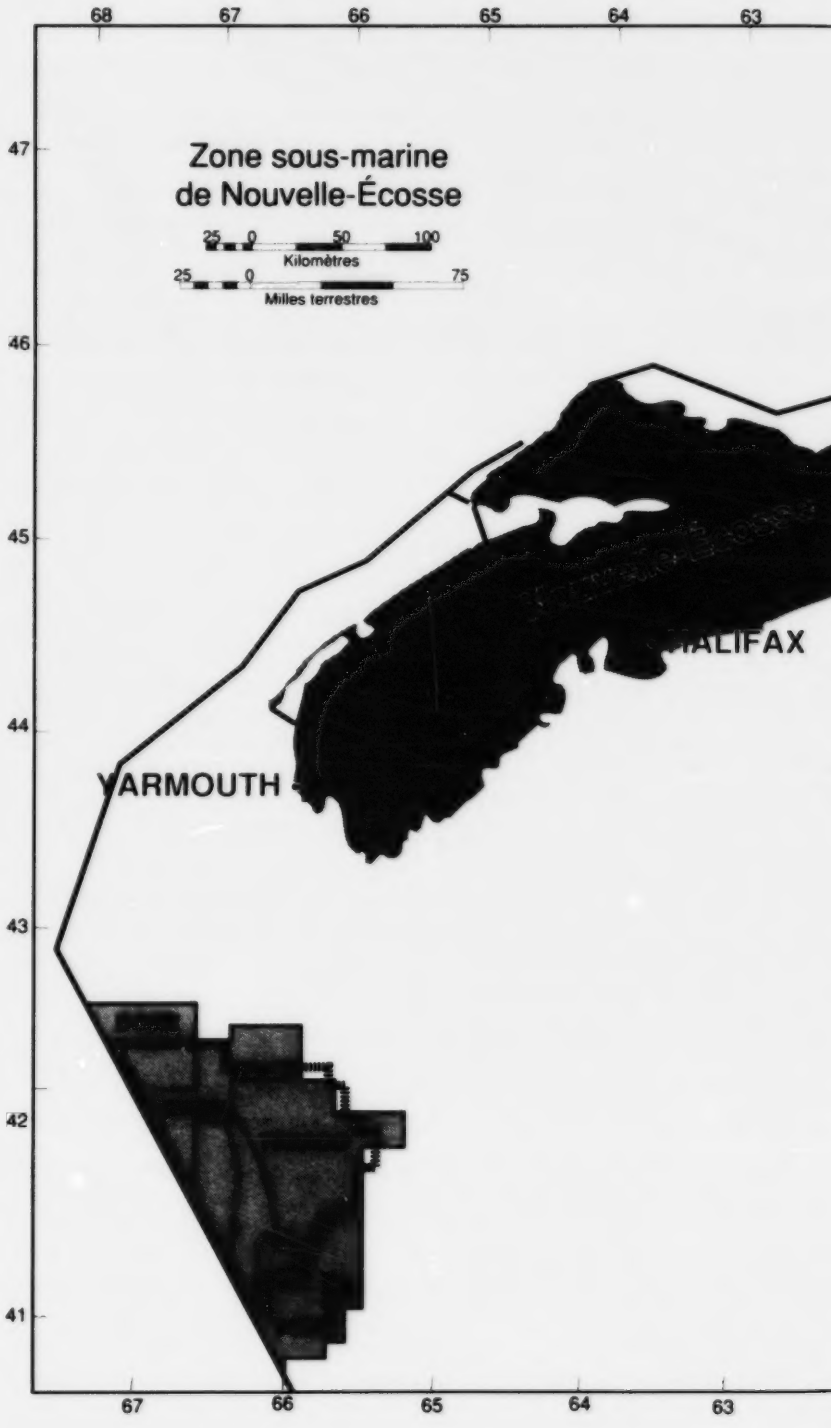
L'adjudicataire se verra délivrer un permis de prospection et d'exploration de six ans, divisé en deux tranches consécutives de trois années chacune. La sélection des offres sera basée sur l'importance des investissements que le postulant s'apprête à engager pour la prospection de la parcelle allouée, au cours de la première tranche de trois ans. L'adjudicataire devra commencer le forage d'un puits avant l'expiration des trois premières années s'il veut conserver le permis d'exploration pour les trois années suivantes. Les offres seront acceptées jusqu'au 5 juillet 1990, à 14 heures, heure de l'Atlantique.

De plus, la Commission a choisi le 29 juin et le 21 décembre 1990 comme dates de clôture pour la soumission de nominations de zones susceptibles de faire l'objet d'appels d'offres dans l'avenir.

DROITS CONCERNANT LES PÉTROLES SOUS-MARINS, MARS 1990

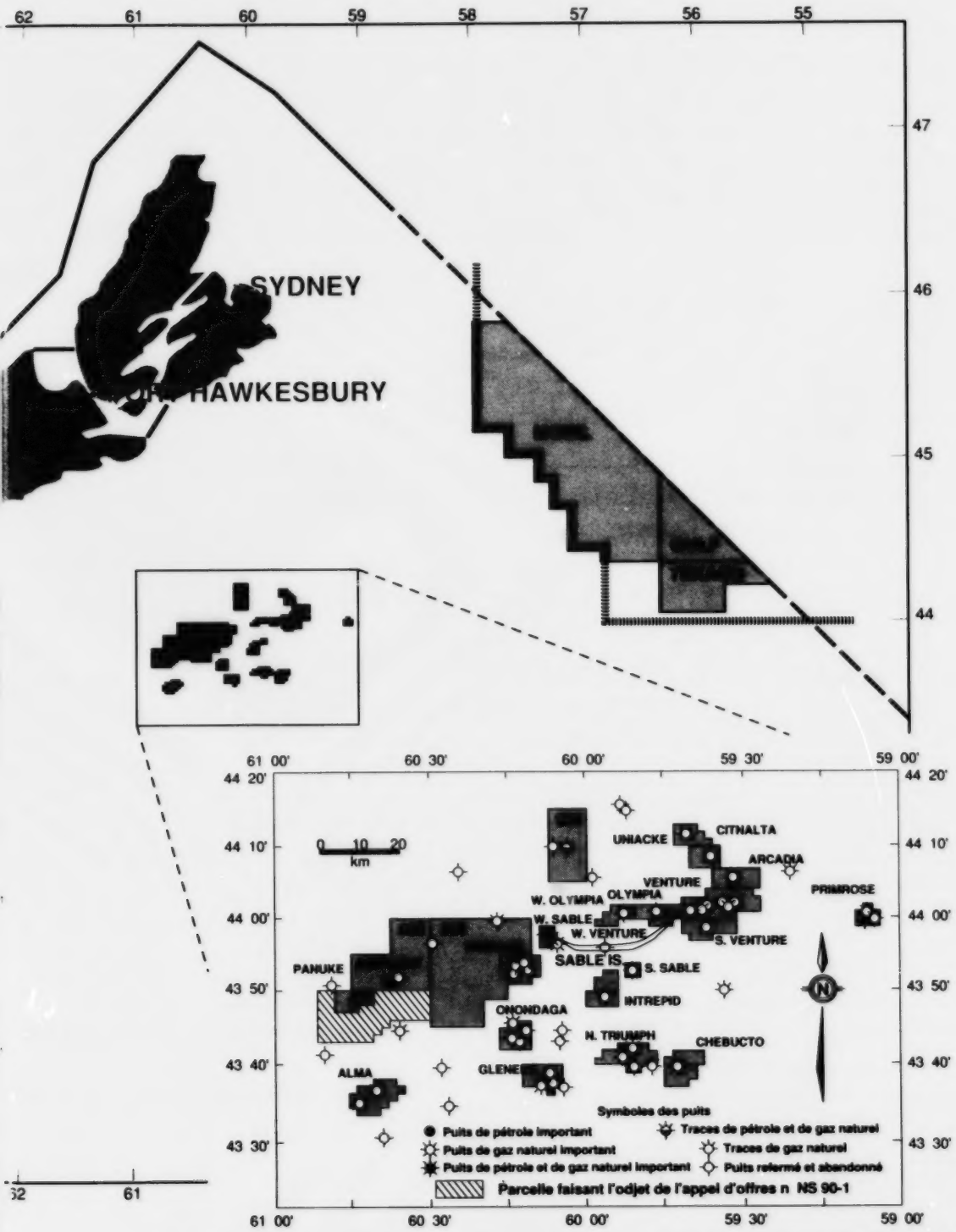
TITULAIRES DE PERMIS DE PROSPECTION ET D'EXPLORATION	NUMÉRO DES ANCIENS ACCCORDS DE PROSPECTION ET D'EXPLORATION
Bow Valley Industries Ltd.	235
Lasmo Nova Scotia Limited	352
Nova Scotia Resources (Ventures) Limited	353
Mobil Oil Canada Properties	354

Remarque:
Les parcelles non désignées de la zone de Sable Island font l'objet d'un permis relatif à la découverte d'un gisement important. (Voir figure 3)



Limite de la zone du moratorium

FIGURE 2


62
61
60
59
58
57
56
55
47
46
45
44
SYDNEY
HAWKESBURY
61 00'
60 30'
60 00'
59 30'
59 00'
44 20'
44 10'
44 00'
43 50'
43 40'
43 30'
0 10 20
km
UNIACKE
CITHALTA
ARCADIA
VENTURE
PRIMROSE
W. OLYMPIA
OLYMPIA
W. SABLE
W. VENTURE
S. VENTURE
SABLE IS.
S. SABLE
PANUKE
INTREPID
ONONDAGA
N. TRIUMPH
CHEBUCTO
ALMA
GLENELG
N
Symboles des puits
Puits de pétrole important
Puits de gaz naturel important
Puits de pétrole et de gaz naturel important
Traces de pétrole et de gaz naturel
Traces de gaz naturel
Puits refermé et abandonné
Parcelle faisant l'odjet de l'appel d'offres n NS 90-1

PERMIS RELATIFS À LA DÉCOUVERTE D'UN GISEMENT IMPORTANT, ZONE SOUS-MARINE DE NOUVELLE-ÉCOSSE

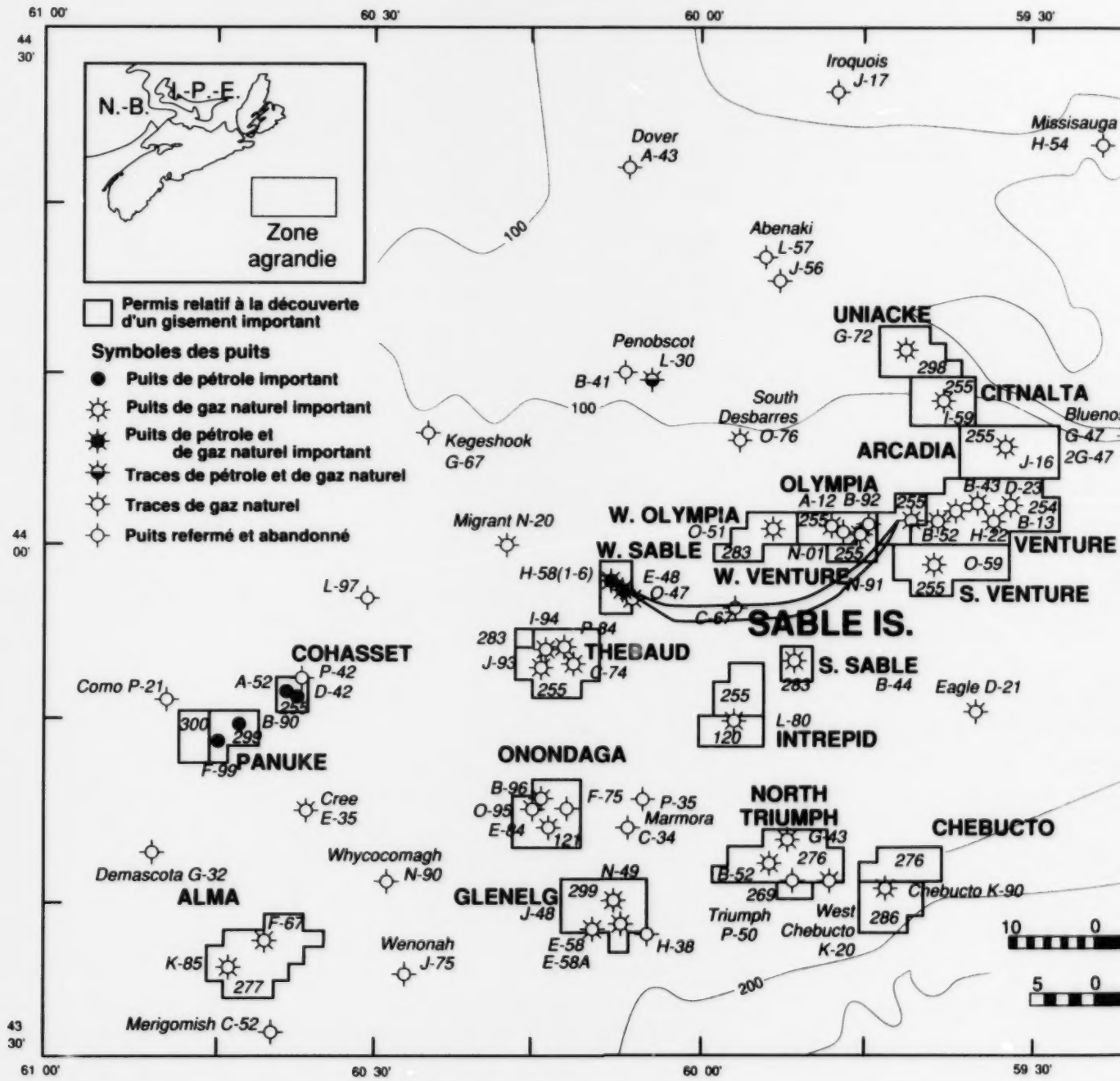
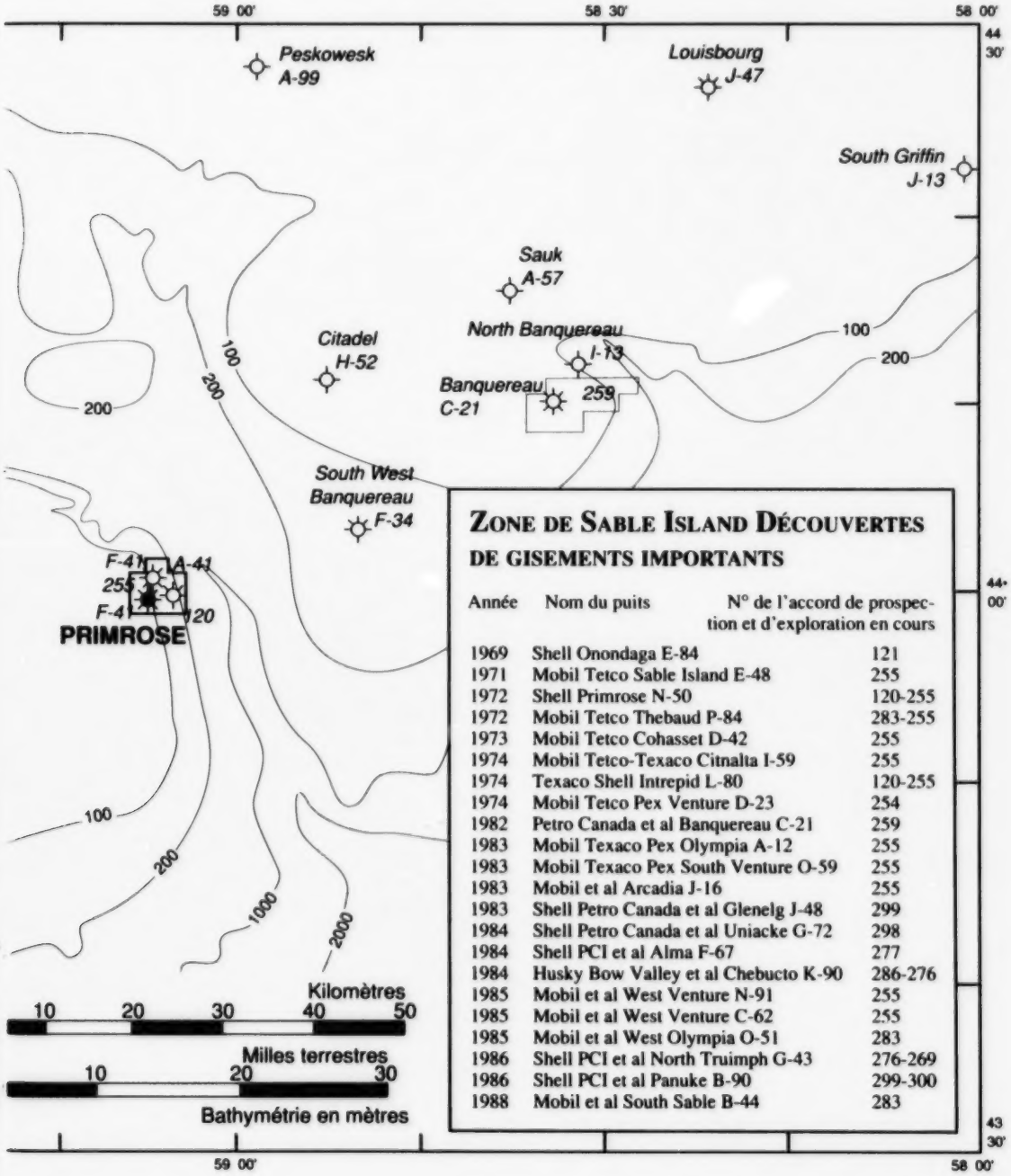
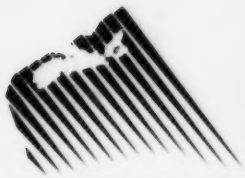


FIGURE 3



ZONE DE SABLE ISLAND DÉCOUVERTES DE GISEMENTS IMPORTANTS

Année	Nom du puits	N° de l'accord de prospection et d'exploration en cours
1969	Shell Onondaga E-84	121
1971	Mobil Tetco Sable Island E-48	255
1972	Shell Primrose N-50	120-255
1972	Mobil Tetco Thebaud P-84	283-255
1973	Mobil Tetco Cohasset D-42	255
1974	Mobil Tetco-Texaco Citnalta I-59	255
1974	Texaco Shell Intrepid L-80	120-255
1974	Mobil Tetco Pex Venture D-23	254
1982	Petro Canada et al Banquereau C-21	259
1983	Mobil Texaco Pex Olympia A-12	255
1983	Mobil Texaco Pex South Venture O-59	255
1983	Mobil et al Arcadia J-16	255
1983	Shell Petro Canada et al Glenelg J-48	299
1984	Shell Petro Canada et al Uniacke G-72	298
1984	Shell PCI et al Alma F-67	277
1984	Husky Bow Valley et al Chebucto K-90	286-276
1985	Mobil et al West Venture N-91	255
1985	Mobil et al West Venture C-62	255
1985	Mobil et al West Olympia O-51	283
1986	Shell PCI et al North Truimph G-43	276-269
1986	Shell PCI et al Panuke B-90	299-300
1988	Mobil et al South Sable B-44	283



DÉCOUVERTES DE GISEMENTS, ZONE SOUS-MARINE DE NOUVELLE-ÉCOSSE

FIGURE 4

Nom du puits	Latitude Longitude	Unité de forage	Début/ Fin	Statut/ Résultats	Profondeur totale (en mètres)
Shell Onondaga E-84	43°43'16" N 60°13'17"O	Sedneth 1	01-09-69 11-11-69	R et A Gaz naturel	3,988
Mobil Tetco Sable Island E-48	43°57'20" N 60°07'24"O	Peter Bawden Plateforme N° 14	28-05-71 15-10-71	R et A Gaz, pétrole et condensats	3,603
Shell Primrose N-50	43°59'48" N 59°06'52"O	Sedco H	14-03-72 21-04-72	R et A Gaz, pétrole et condensats	1,714
Mobil Tetco Thebaud P-84	43°53'60" N 60°12'19"O	Sedco H	08-07-72 13-10-72	R et A Gaz et condensats	4,115
Mobil Tetco Cohasset D-42	43°51'07" N 60°37'14"O	Sedco J	27-04-73 16-07-73	R et A Pétrole	4,274
Mobil Tetco Texaco Citnalta I-59	44°08'43" N 59°37'32"O	Sedco J	04-02-74 29-04-74	R et A Gaz et condensats	4,575
Texaco Shell Intrepid L-80	43°49'36" N 59°56'44"O	Sedco J	18-05-74 15-08-74	R et A Gaz et condensats	4,162
Mobil Tetco Pex Venture D-23	44°02'15" N 59°34'25"O	Gulftide	28-11-78 16-06-79	R et S Gaz et condensats	4,945
Petro Canada et al Banquereau C-21	44°01'08" N 58°34'00"O	Bow Drill I	02-12-81 01-08-82	R et A Gaz et condensats	4,991
Mobil Texaco Pex Olympia A-12	44°01'03" N 59°46'44"O	Zapata Scotian	23-04-82 10-01-83	R et A Gaz et condensats	6,064
Mobil Texaco Pex South Venture O-59	43°58'53" N 59°38'08"O	Rowan Juneau	29-04-82 03-01-83	R et S Gaz et condensats	6,176
Mobil et al Arcadia J-16	44°05'44" N 59°31'58"O	Zapata Scotian	27-01-83 19-07-83	R et A Gaz et condensats	6,005
Shell Petro Canada et al Glenelg J-48	43°37'39" N 60°06'25"O	Sedco 709	22-02-83 07-11-83	R et A Gaz et condensats	5,253
Shell Petro Canada et al Uniacke G-72	44°11'29" N 59°41'10"O	Vinland	09-05-83 04-04-84	R et A Gaz et condensats	5,735
Shell PCI et al Alma F-67	43°36'18" N 60°39'57"O	Sedco 709	02-12-83 05-07-84	R et A Gaz et condensats	5,054
Husky Bow Valley et al Chebucto K-90	43°39'25" N 59°42'44"O	Bow Drill II	06-01-84 03-08-84	R et A Gaz et condensats	5,234
Mobil et al West Venture N-91	44°00'46" N 59°44'27"O	Zapata Scotian	19-04-84 04-08-85	R et A Gaz et condensats	5,547
Mobil et al West Venture C-62	44°01'03" N 59°40'01"O	Rowan Juneau	19-05-84 14-03-85	R et A Gaz et condensats	5,522
Mobil et al West Olympia O-51	44°00'48" N 59°53'04"O	Rowan Gorilla I	23-06-85 09-11-85	R et A Gaz et condensats	4,816
Shell PCI et al North Truimph G-43	43°42'19" N 59°51'23"O	Sedco 709	26-09-85 31-01-86	R et A Gaz et condensats	4,504
Shell PCI et al Panuke B-90	43°49'12" N 60°42'35"O	Vinland	06-08-86 23-09-86	R et A Pétrole	3,425
Mobil et al South Sable B-44	43°53'06" N 59°51'41"O	Rowan Gorilla I	27-03-88 08-07-88	R et A Gaz et condensats	5,208

RESSOURCES PÉTROLIÈRES

L'activité de forage la plus récente est celle qui a permis de terminer, en 1988, le puits B.44 de Sable Sud exploité par Mobil et al. Le puits a été foré à une profondeur de 5.208 mètres, pour permettre de découvrir des réserves de gaz naturel supplémentaires dans les gisements à pression normale ainsi que dans les gisements sous pression. La zone de prospection de Sable Sud est la vingt-deuxième découverte de gisement important, et la plus récente (figure 4), de la zone sous-marine de Nouvelle-Écosse. Selon les meilleures estimations actuelles de l'Administration des gisements de pétrole et de gaz naturel du Canada, les vingt-deux gisements importants qui ont été découverts à ce jour représentent un total de:

- $162 \times 10^9\ m^3$ (5,7 trillions de pieds cubiques) en gaz naturel,et de
- $22{,}9 \times 10^6\ m^3$ (144 millions de barils) en pétrole et en condensats.

En moyenne, pour la totalité du plateau continental de la Nouvelle-Écosse et de son rebord externe, on estime à $512{,}4 \times 10^9\ m^3$ (18,1 trillions de pieds cubiques) le total des réserves récupérables de gaz naturel et à $171{,}1 \times 10^6\ m^3$ (1.076 millions de barils) le total des réserves de pétrole et de condensats.

ACTIVITÉS EN COURS

Outre les soumissions relatives à la prospection et à l'exploration de la zone Cohasset/Panuke, la Commission avait approuvé, au 31 mars, deux prospections sous-marines destinées à déterminer l'emplacement de puits d'exploration. Elle est en train d'examiner trois demandes, indépendantes les unes des autres, portant sur des programmes de recherches géophysiques et géologiques, et elle évalue la demande présentée par Lasmo Nova Scotia Limited, qui désire procéder, à partir du début de 1991, au forage d'au moins un puits d'exploration, dans la zone de l'ancien accord de prospection et d'exploration 352 (voir figure 2).

ENTREPOSAGE DE L'INFORMATION

La Commission est en train d'élaborer une entente écrite avec l'Administration des gisements de pétrole et de gaz naturel du Canada, par laquelle celle-ci s'engagerait à procurer à la Commission, dans ses locaux de l'Institut océanographique de Bedford, l'emplacement et les services nécessaires à l'entreposage, à la garde et à la mise à la disposition du public des rapports géologiques et géophysiques et des données qui les accompagnent, ainsi que des rapports, des données et du matériel relatifs à l'historique des puits.

SÉCURITÉ OPÉRATIONNELLE ET PROFESSIONNELLE

La Commission doit s'assurer que toutes les opérations effectuées dans la zone sous-marine de sa juridiction soient conduites en toute sécurité, que la protection de l'environnement soit assurée et que les ressources soient exploitées d'une manière efficace. Cet objectif ne peut être réalisé qu'en obligeant les exploitants au respect de la législation et des règlements édictés par les gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse et des autres règlements établis par la Commission.

LOIS ET RÈGLEMENTS

Toute activité se rapportant à la prospection, à l'exploration et à l'exploitation des gisements de pétrole de la zone sous-marine de Nouvelle-Écosse doit être approuvée par la Commission avant de pouvoir être entreprise. Les autorisations requises pour la prospection, l'exploration et l'exploitation sont les suivantes :

- Puits d'exploration

Les intéressés doivent obtenir un permis de programme de forage avant d'entreprendre le forage d'un puits d'exploration. Avant de délivrer ce permis, la Commission examine l'unité de forage mobile qui sera utilisée, les plans d'intervention destinés à protéger le personnel et l'environnement en cas d'urgence, les qualifications des membres de l'équipe et toute autre question pertinente, de manière à s'assurer que les activités peuvent se dérouler en toute sécurité. La Commission requiert également qu'une autorité de certification (organisme indépendant qui possède toute l'expertise requise), certifie que l'unité de forage mobile est apte à remplir le service auquel elle est destinée et qu'elle satisfait aux exigences réglementaires.

De plus, une autorisation individuelle doit être délivrée pour chaque puits avant que le forage puisse être entrepris. Avant de délivrer cette dernière autorisation, la Commission examine le tracé particulier de ce puits et les procédures de forage prévues, afin de s'assurer que le forage puisse être effectué en toute sécurité et conformément aux règlements.

- Activités d'exploration et d'exploitation

Avant de pouvoir entreprendre des activités d'exploration et d'exploitation relatives à la découverte d'un gisement, le demandeur doit soumettre une demande d'exploration et d'exploitation à la Commission. Cette demande doit contenir des précisions sur les points importants suivants : méthode et programme d'exploration et d'exploitation proposés, méthodes de rechange, effets potentiels sur l'environnement et sur la structure socio-économique et plans d'intervention en cas d'urgence.

Comme dans le cas du forage de prospection et d'exploration, des autorisations individuelles sont requises pour les différentes phases de l'exploration et de l'exploitation. L'installation de la mise en exploitation est soumise à un examen pour s'assurer qu'elle est apte à remplir le service auquel elle est destinée et, comme dans le cas du permis de programme de forage, une autorité de certification devra fournir un certificat pour attester que l'installation est apte à remplir le service auquel elle est destinée et qu'elle satisfait aux exigences réglementaires. Là encore, une autorisation individuelle doit être délivrée pour chaque puits avant que le forage puisse être entrepris.

- Autres activités

Une autorisation individuelle est également requise pour toutes les autres activités entreprises en vue d'explorer ou d'exploiter des gisements de pétrole dans la zone sous-marine de Nouvelle-Écosse. Ces activités comprennent les études géophysiques ou géologiques et les opérations de plongée.

DÉBATS PUBLICS

La Commission a compétence pour tenir des débats publics sur toute question relative à des opérations concernant les gisements sous-marins. Les gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse peuvent également lui demander de le faire. La Commission se propose de tenir de tels débats à chaque fois qu'un projet d'exploitation est proposé, de manière à recueillir les réactions du public. Celles-ci lui seront utiles lorsqu'elle devra prendre sa décision.

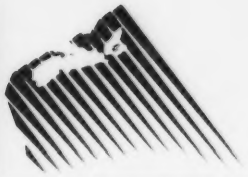
INSPECTION

La Commission entreprendra l'inspection périodique des activités relatives aux gisements sous-marins, pour s'assurer que celles-ci se déroulent conformément aux règlements. Ces inspections porteront avant tout sur la sécurité et l'hygiène du travail, sur les procédures de forage et d'exploitation, sur l'aptitude à répondre aux situations d'urgence, sur la protection de l'environnement et sur la conservation des ressources.

CONSULTATION

La Commission reconnaît combien il est important de consulter l'industrie et les autres parties intéressées sur les questions relatives aux termes et conditions des opérations concernant les gisements sous-marins. De tels échanges de vues sont nécessaires pour assurer une ambiance agréable propice à la mise en œuvre d'un programme de réglementation, destiné à assurer une exploration sûre et efficace et une bonne exploitation des ressources des gisements pétroliers de la Nouvelle-Écosse.

LE PROJET D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION COHASSET/PANUKE



Le 20 décembre 1989, LASMO Nova Scotia Limited, de sa part et de celle de son associé Nova Scotia Resources (Ventures) Limited, a présenté une demande pour l'exploration et l'exploitation des gisements pétroliers de Cohasset et Panuke. Ces gisements sont situés à environ 40 km au sud-ouest de Sable Island. Ces deux compagnies estiment qu'ils contiennent des réserves récupérables de pétrole de l'ordre de 5,6 x 10^6 m^3 (35 millions de barils). Il s'agit d'un pétrole extrêmement léger, comparé aux normes mondiales, qui présente des caractéristiques similaires à celles d'un condensat classique.

Les caractéristiques de ce pétrole, le peu de profondeur de l'eau et le fait que la zone soit libre de glaces permettent que ces gisements soient exploités selon les méthodes conventionnelles de la technologie d'exploitation des gisements sous-marins.

LE PROJET

LASMO a l'intention d'utiliser un auto-élévateur aménagé en guise de plate-forme d'exploitation, pour le gisement de Cohasset. Cinq (5) puits de production et deux (2) puits destinés à l'injection d'eau seront forés à Cohasset à partir d'une plate-forme de forage munie d'une tête de puits. Pour le gisement de Panuke, il y aura trois (3) puits de production et un (1) puits d'injection, forés à partir d'une plate-forme de forage automatique munie d'une tête de puits. Des conduits submergés et des conduits de contrôle relieront ces puits aux installations d'exploitation de Cohasset.

Les installations d'exploitation pourront traiter 4.800 m^3 (30.000 barils) de pétrole et 6.400 m^3 (40.000 barils) d'eau mélangée au pétrole, par jour. Elles sépareront l'eau du pétrole et fourniront l'eau nécessaire aux opérations d'injection. Le pétrole sera pompé dans un bateau-citerne ancré à une distance d'environ 3 km et un autre navire-citerne fera la navette pour transporter le pétrole à son marché de destination.

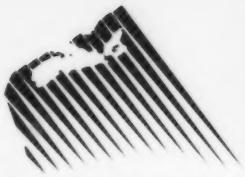
Les taux de production prévus pour ces gisements sont d'environ 950 x 10^3 m^3 (6 millions de barils) de pétrole par jour, pendant les sept (7) mois de l'année durant lesquels les opérations se poursuivront. Il est prévu que ces gisements soient productifs pour une durée de six (6) ans.

Les coûts prévus pour ce projet sont de 160 millions de dollars en coûts de capitaux et de 405 millions de dollars en coûts d'exploitation (en dollars 1989), sur la période de six (6) ans prévue. Pour réduire les risques financiers des demandeurs, les installations principales telles que l'auto-élévateur et les navires-citernes seront loués à bail.

Bien que ce projet soit modeste selon les normes mondiales, il s'agit malgré tout d'un bon projet d'exploitation, le premier que la Commission devra surveiller. Sa petite envergure et les technologies conventionnelles qui y seront employées permettront à la Commission de mettre au point ses procédures de réglementation avant d'aborder des projets plus importants et techniquement plus complexes.

EXAMEN D'INTÉRÊT PUBLIC

La Commission est en train d'examiner la demande de LASMO. Dans le cadre de cet examen, la Commission a nommé un commissaire, M. J.R. Pat Ellis, avec pour mission de procéder à une évaluation indépendante des effets que le projet proposé pourraient avoir sur l'environnement et la structure socio-économique. Il s'agit d'une évaluation d'intérêt public, et le rapport et les recommandations du commissionnaire devraient être présentés à la Commission d'ici la fin de juillet 1990.



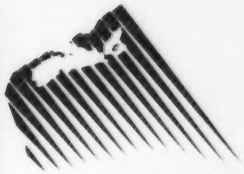
SURVEILLANCE

La Commission exige que les expoloitants de gisements sous-marins surveillent les conditions atmosphériques et l'état de la mer. Ces renseignements permettent d'établir les fréquentes prévisions météorologiques pour les sites de forage, lesquelles à leur tour servent à préciser les besoins opérationnels et à organiser les interventions aériennes. Ils fournissent également des données essentielles pour la conception de futures installations d'exploitation. En cas de fuite importante de produits pétroliers, ces renseignements deviennent de première importance pour parvenir à circonscrire la nappe polluante.

PLANS D'INTERVENTION EN CAS D'URGENCE

Ceux qui désirent demander la permission d'entreprendre des activités relatives à des gisements sous-marins doivent soumettre des plans détaillés sur le programme d'exécution et le lieu des activités proposées, aussi bien que sur la nature des fuites éventuelles de résidus dans l'environnement marin. La Commission examine ces plans et consulte d'autres organismes gouvernementaux afin de s'assurer que ces activités ne risquent ni d'affecter d'une manière préjudiciable l'environnement marin ni de contrarier d'autres activités qui dépendent de ce même environnement.

Afin de s'assurer que les exploitants des gisements sous-marins sont prêts à faire face aux situations d'urgence qui pourraient survenir au cours du forage ou de l'exploitation, ceux-ci doivent préparer des plans d'intervention détaillés et les soumettre à la Commission, pour approbation. Ces plans doivent tenir compte des urgences suivantes: blessures subies par le personnel, perte d'embarcations ou d'hélicoptères de soutien, incendie, endommagement de la plate-forme, abordage de glaces flottantes ou de navires non autorisés, perte de contrôle d'un puits, fuite de pétrole. La Commission exige que les exploitants des gisements sous-marins pratiquent, au moins une fois par an, des exercices d'entraînement de lutte contre la fuite de produits pétroliers.



Deloitte & Touche

Deloitte & Touche
Chartered Accountants

Suite 204
Royal Bank Tower
202 Brownlow Avenue
P.O. Box 23
Dartmouth, Nova Scotia
B2Y 3Y2

Telephone (902) 468-2000
Telecopier (902) 468-2319

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux membres de l'Office
Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

Nous avons vérifié le bilan de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers au 31 mars 1990 ainsi que l'état des revenus et dépenses de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues et a comporté, par conséquent, les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de l'Office au 31 mars 1990 ainsi que les résultats de son exploitation pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus.

Deloitte & Touche

Comptables agréés

Le 27 avril 1990

Office Canada-Nouvelle-Ecosse Des Hydrocarbures Extracôtiers
Notes Complémentaires
Exercice de Trois Mois Terminé Le 31 Mars 1990

But De L'Organisme

Office Canada-Nouvelle-Écosse Des hydrocarbures extracôtiers a été formé en janvier 1990 afin de veiller à l'application des dispositions de la Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse, promulgué par le Parlement du Canada et l'Assemblée législative de la Nouvelle-Écosse. L'Office est subventionné par des contributions égales des gouvernments fédéral et provincial.

Principales Pratiques Comptables

Les états financiers ont été dressés conformémentn aux principles comptables généralement reconnus. L'Office a choisie une pactique comptable alternative at généralement reconnue pour ce qui suit:

Material
Le coût du matériel est imputé à l'exploitation dans l'exercice de leur acquisition.

Revenus Reportés

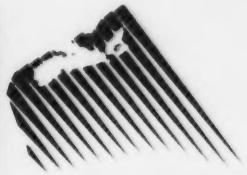
Le montant des subventions d'exploitation reçues et excédentaire aux dépenses encourues par l'Office est crédité aux revenus reportés.

Engagement

Les versements annuels relatifs à un contrat de location-exploitation du bureau échéant en décembre 1994 se chiffrent à 95, 334$.

Statut-Exemption D'Impôt.

L'Office est un organisme sana but lucratif et, par conséquent, bénéficie d'une exemption d'impot.



BILAN

Office Canada-Nouvelle-Écosse Des Hydrocarbures Extracôtiers
Bilan
31 Mars 1990

Actif

Actif À Court Terme	
Encaisse	134,049$
Intéréts courus	1,407
Frais imputables au prochain exercice	10, 237
	$145,693

Passif

Passif À Court Terme	
Créditeurs et frais courus	95,151$
Revenue reportés (Note 3)	50,542
	145,693$

Approuvé par le Conseil d'administration

Administrateur

Administrateur

ÉTAT DES REVENUS ET DÉPENSES

Office Canada-Nouvelle-Écosse Des Hydrocarbures Extracôtiers
État Des Revenus Et Dépenses
Exercice De Trois Mois Terminé Le 31 Mars 1990

Revenus

Subventions d'exploitation -	Gouvernment du Canada	220,245$
	Gouvernment de la Nouvelle-Écosse	220,245
		440,490
Intérêts		2,691
		443,181

Dépenses

Personnel	144,604
Locaux	11,859
Frais de déplacement	17,113
Matériel	179,588
Frais généraux	90,017
	443,181

Excédent des Revenus Sur Les Dépenses $ _____

MEMBRES DE LA COMMISSION	Fred V. Weir	Président de la Commission
	D.W. (Don) Axford	Membre de la Commission
	P. Cary Ryan	Membre de la Commission
	E.A. Nelson Blackburn	Membre de la Commission
	Daniel R. Whelan	Membre de la Commission

PERSONNEL CADRE	Fred V. Weir	Administrateur en chef
	J.E. (Jim) Dickey, L.L.B.	Directeur, administration et avantages Secrétaire de la Commission
	C. Andrew Parker, P.Eng.	Directeur, activités relatives aux gisements sous-marins
	S.F. (Steve) Bigelow, B.Eng.	Directeur, ressources pétrolières sous-marines
	R.H. (Bob) Bailey, Ph.D.	Conseiller principal en matière d'environnement